

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

**КОНЦЕПЦИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ ДЛЯ
СКВАЖИН ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

Е.Л. Морозова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

И.И.Столяров
инициалы, фамилия

Консультанты:

Безопасность и экологичность
наименование раздела

подпись, дата

Е.В. Мусияченко
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Столярову Игорю Ивановичу

Группа ЗНБ14-04 БВ1. Направление (специальность) 21.03.01.02

«Нефтегазовое дело. Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».

Тема выпускной квалификационной работы: «Концепция комбинированного заканчивания для скважин Ванкорского месторождения»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.Л. Морозова, доцент, к.т.н

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Концепция комбинированного заканчивания скважин;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР _____

Морозова Е.Л.

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Столяров И.И.

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 71 страниц, 18 рисунков, 15 таблиц и 28 источников литературы.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, ПРОМЫСЛОВО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОФИЛЬ ПРИТОКА, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН, ХВОСТОВИК, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, МНОГОЗАЙБОЙНЫЕ СКВАЖИНЫ, УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА.

Объектом исследования являются новая концепция комбинированного заканчивания горизонтальных нефтяных скважин Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является анализ существующих подходов к заканчиванию горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении и предложение по новой схеме комбинированного заканчивания скважин.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

В процессе работы проводились поисковые исследования по технологиям заканчивания скважин и опыту их применения на различных месторождениях в России.

В работе предложены новый метод комбинированного заканчивания горизонтальных скважин включающий комбинацию противопесочных фильтров, устройств контроля притока, заколонных пакеров, муфт для многостадийного ГРП. Данное решение позволит добывающей компании повысить эффективность разработки месторождения с помощью поэтапного ввода в эксплуатацию элементов комбинированного заканчивания.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Природно-климатические условия района месторождения	9
1.3 Геологическое строение месторождения	12
1.4 Нефтегазоносность	14
1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях	18
1.6 Сведения о запасах углеводородов	22
2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	25
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	25
2.2 Характеристика фонда скважин	27
2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	28
2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов	30
3. Концепция комбинированного заканчивания скважин	37
3.1 Хвостовик с противопесочными фильтрами	37
3.2 Устройства контроля притока	44
3.3 Многостадийный гидроразрыв пласта	47
3.4 Концепция комбинированного заканчивания.....	51
4. Безопасность и экологичность.....	57
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	57
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	59
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	60
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	61
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	63
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	64
4.7 Экологичность проекта	65

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	69

ВВЕДЕНИЕ

На Ванкорском месторождении работает более 400 добывающих горизонтальных скважин. После нескольких лет разработки Ванкорского месторождения системами горизонтальных скважин и проведенных исследований можно сделать вывод, что одними из основных проблем эксплуатации таких скважин являются:

- неконтролируемые прорывы воды в добывающие скважины, как из приконтурных вод, так и вследствие прорывов воды от нагнетательных скважин ППД по высокопроницаемым пропласткам;
- неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах;
- неравномерный профиль притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости;
- низкая производительность скважин в интервалах ухудшения ФЕС.

Внедрение новой концепции комбинированного заканчивания скважин на Ванкорском месторождении позволит решить данные проблемы и достичь проектных показателей по добыче и КИН.

Данная работа выполнена с использованием научно–технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого–физической характеристике Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

1. Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на трёх лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть».

Площадь месторождения составляет 447 кв. км (Рисунок 1.1)

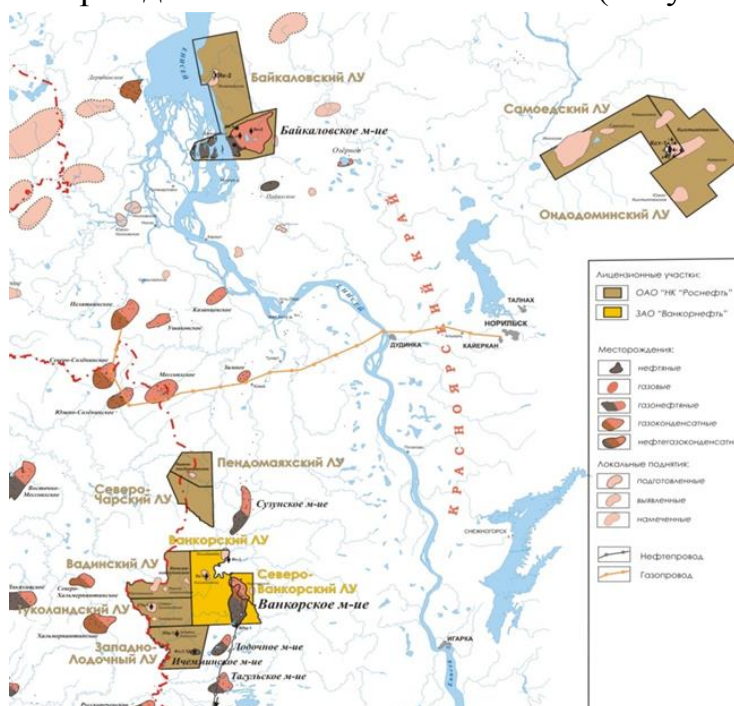


Рисунок 1.1 - Схема лицензионных участков ЗАО «Ванкорнефть»

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья). Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объёмов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемёрзлых пород. Многолетнемёрзлые грунты представлены преимущественно супесями, лёгкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемёрзлых грунтов не однородно, при строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания, для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

1.2 Природно-климатические условия района месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в

середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.) (Рис.1.2). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня).

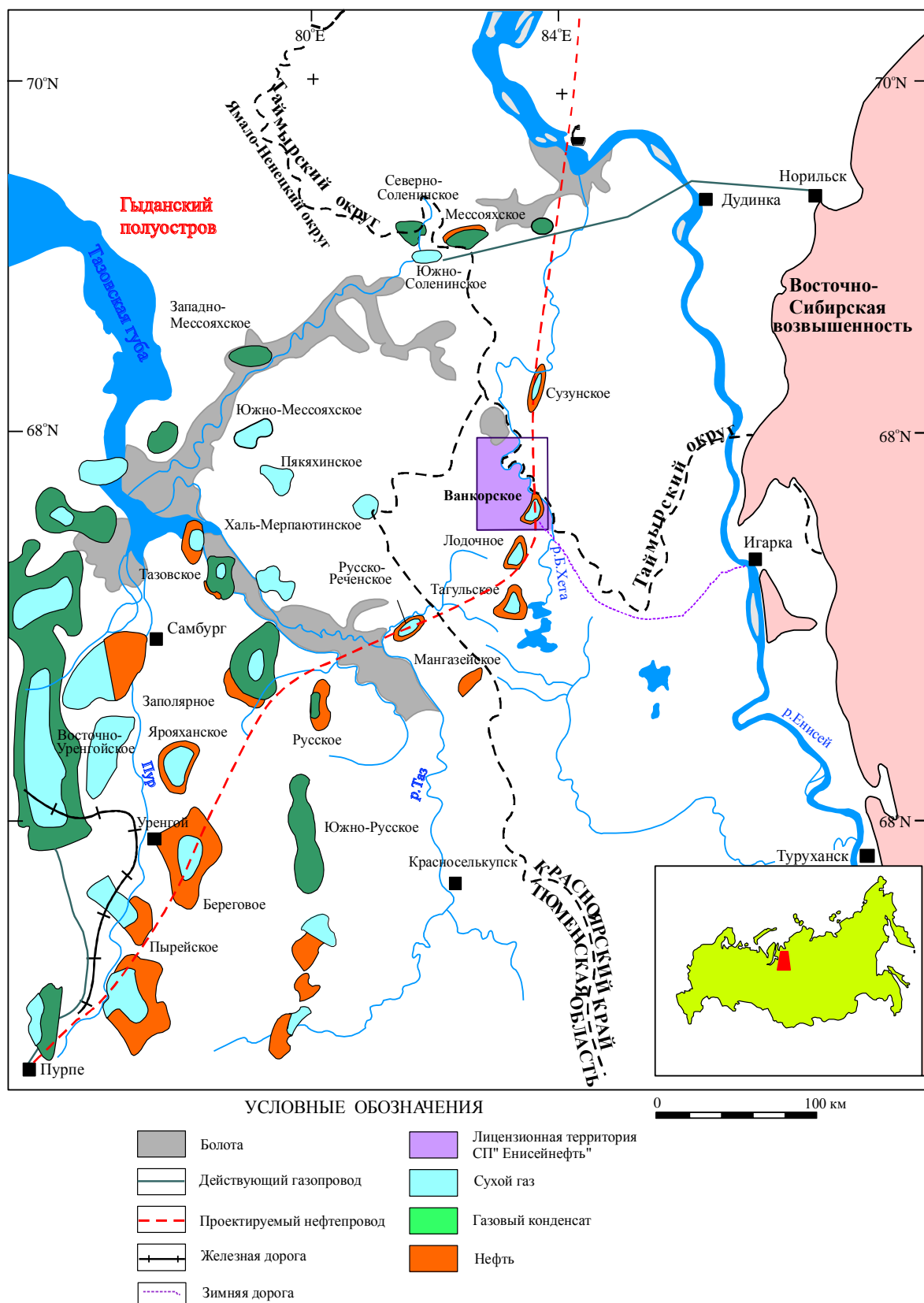


Рисунок 1.2 - Обзорная карта района месторождения

1.3 Геологическое строение месторождения

Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

Нижнехетская свита (K_{1br-v_1}) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I^Д. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K_{1v_1-h}) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.

Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелице под обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K_{1br-a_1}), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита ($K_{1a_1-al_3}$) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I^B . Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения **долганской свиты ($K_{1al_3-K_2s}$)** согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны

продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I^A. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K_{2t1}) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K_{2t2-st}) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения **салпадаяхинской и танамской свит (K_{2kr-m})** венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

1.4 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд- IX и НХ-I,

приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 /	0,30 /	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	250	51	26	480	40	20	240

Продолжение таблицы 1.1

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчлененность	5,0	2,8	2,6	15,2	3,5	3,0	11,0
Начальная пластовая температура, °С	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	-	-	-	8,9	1,0	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	-	-	-	0,850	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	-	-	-	0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760
Объемный коэффициент нефти				1,120	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,2	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	-	-	-	61	177	202	211
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с	0,92	0,92	0,92	0,92	-	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,007	1,010	1,010	1,010	-	1,004	1,008
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴							
нефти	-	-	-	5,7	1,6	18,2	18,3
воды	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

1.5 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

Физико-химические свойства пластовых флюидов определялись на основе отбора и анализа глубинных и поверхностных проб. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в Таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
$\text{м}^3/\text{м}^3$	58,3	186,7	188,8	-
$\text{м}^3/\text{т}$	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$				
-однократное разгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$, $\text{г}/\text{см}^3$				
-однократное разгазирование	-	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20°C , $\text{г}/\text{см}^3$	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м³. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует. Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350°C от 38 до 77 % объемных. Технологический шифр нефти – IT2П1. Исследования свободного газа не проводились.

Пласт Сд-IX

По пласту Сд-IX отобрана всего одна поверхностная проба. Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом - с помощью программы FLPROP. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким. Нефть пласта Сд-IX характеризуются как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300°C – 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °C. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м³. Технологический шифр нефти - IT1П2.

Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8 % (НХ-I) до 17,7 % (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C₆+ – 1,45 %), чем газ пласта НХ-

III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 – 839,2 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350 °С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I). Технологический шифр нефти – IT1П2. Характеристика свободного газа представлена по трем пробам, отобранным на устье, для пластов НХ-III-IV. Газ относится к сухим – среднее содержание метана 94,5 %, и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится 0,2 %. Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет 0,58.

Таблица 1.3 - Свойства попутного нефтяного газа

Параметр	Ванкорское месторождение				
	при однократном разга- зировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Пласты Як-III-VII					
Молярная concentra- ция компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот +редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13		0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаны Cб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17

Продолжение таблицы 1.3

Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		
-нефти, кг/м ³		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-гексаны Сб+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,84		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
-нефти, кг/м ³		828,1		823,0	693,1
Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35		0,03
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	3,22	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны Сб+	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м ³	0,90		0,89		
-нефти, кг/м ³		839,2		845,1	688,2

Таблица 1.4 - Свойства пластовой воды

Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na ⁺ + K ⁺	2461,9-6410,1/ 107,0-276,1	3740,4/ 161,6
Ca ⁺²	45,1-765,5/ 2,3-38,2	160,8/ 8,0
Mg ⁺²	3,7-75,9/ 0,3-6,2	31,4/ 2,6
Cl ⁻	3150-10680,6/ 88,8-3754,4	5523,9/ 155,7
HCO ₃ ⁻	214,0-3123,2/ 3,5-51,2	871,0/ 14,3
CO ₃ ²⁻	36-45/ 1,2-1,5	40,5/ 1,4
SO ₄ ⁻²	3,3-213,9/ 0,1-4,5	37,3/ 1,0
NH ₄ ⁺	1,7-17,5/ 0,1-0,9	8,7/ 0,4
B ⁻	2,9-20,3	15,0
Г	0,25-10,3/ 0,02-0,1	5,4/ 0,05
Br ⁻	16,6-39,9/ 0,2-0,4	27,3/ 0,4
Общая минерализация, г/л	6,5-20,8	9,3
Водородный показатель, рН	6,8-7,8	7,2
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-74,8	39,1
Химический тип воды (по В.А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	

Пластовая, попутно добываемая вода среднеминерализованная, жесткая, соленая, относиться к хлоридно-кальциевому типу (Таблица 1.4). При закачки в пласт через систему ППД необходима дополнительная подготовка пресной воды добываемой из озер и поверхностных вод для уменьшения эффекта несовместимости вод и как следствие выпадения солей в пласте.

1.6 Сведения о запасах углеводородов

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти

рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2013 года составляли 1 090 772 тыс. т. Извлекаемые 476 011 тыс. т.

Таблица 1.5 – Оценка запасов Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C ₁)		Добыча нефти		% выработки и запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C ₁) тыс. т.	Запасы нефти кат.С ₂ (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2012 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	K ₁ / Як 1							1 880
	K ₁ / Як 2							4 284
	K ₁ / Як 3-7	621 559	287 160	12 314	43 784	14,58	243 376	13 085
	K ₁ / Сд 9	5 349	1 728	0	5	0,21	1 723	579
	K ₁ / Нх 1	129 557	48 067	1 284	4 037	8,12	44 030	1 675
	K ₁ / Нх 3-4	334 307	139 056	4 713	17 806	12,58	121 250	2 441
		1090772	476 011	18 311	55 632	13,13	410 379	23 044

Литолого – стратиграфический разрез представлен на Рисунке 1.3.

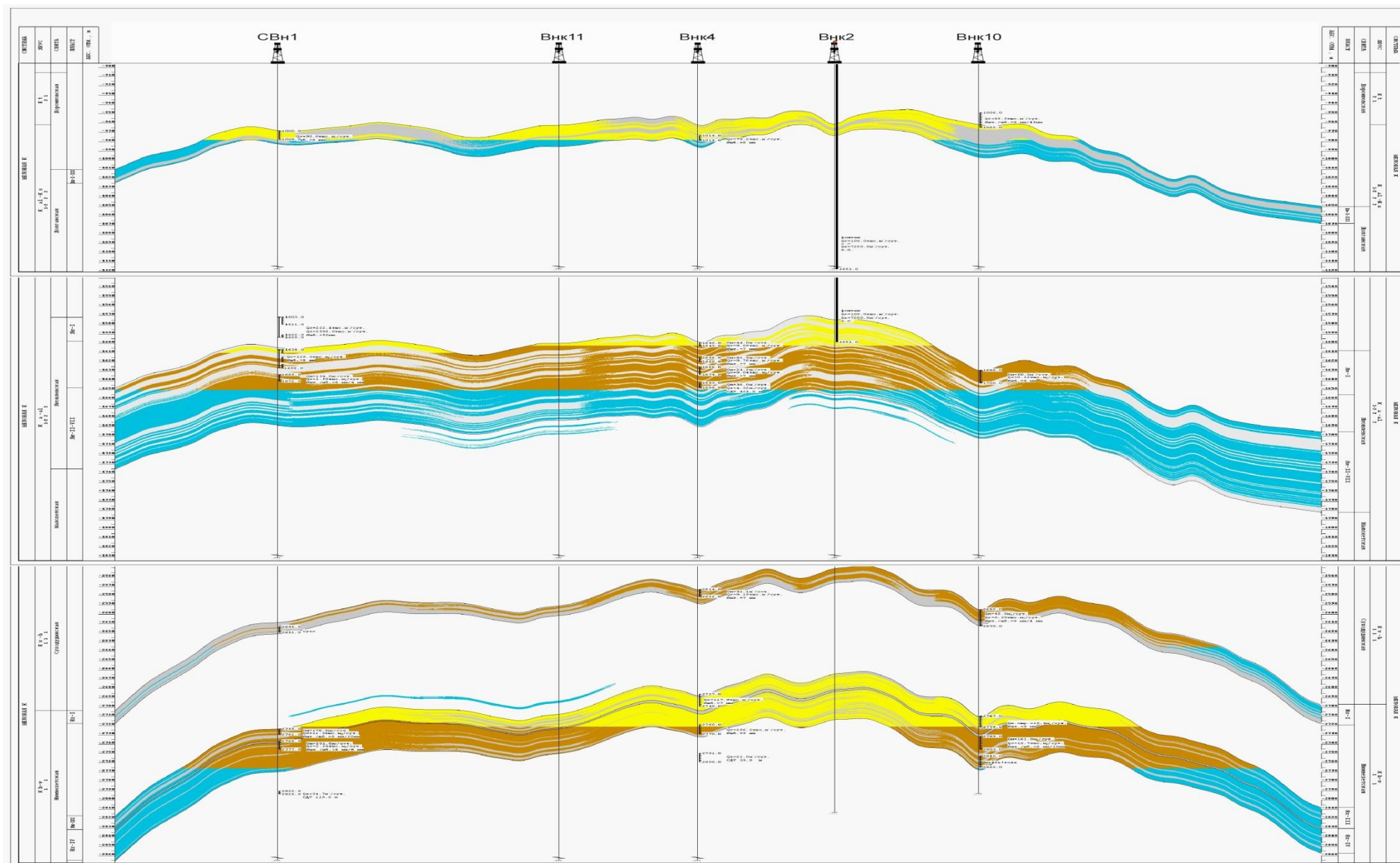


Рисунок 1.3 – Литолого - стратиграфический разрез

2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения

3.

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть: Як-III-VII, Нх-I, Як-III-VII; на газ - Дл-I-III. По состоянию на 01.01.11 г. на Ванкорском месторождении пробурено 128 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 59 скважин на объект Як-III-VII, 52 скважины на Нх-III-IV, 17 скважин – на Нх-I, 7 газовых – Дл-I-III, 37 – нагнетательных (22–Як-III-VII, 15–Нх-III-IV) и 11 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 48%.

Таблица 2.1 - Основные показатели состояния разработки Ванкорского месторождения

Показатели	На 01.01.2010г				На 01.01.2011г			
	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого
Годовая добыча нефти, тыс. т	2475,3	1110,7	54,2	3640,2	8713,4	3517,1	469,6	12700,0
в т.ч. ФОН	136,8	1086,1	54,2	1277,1	822,3	3036,5	112,0	3971,0
ЭЦН	2338,5	24,6	0,0	2363,1	7891,1	480,5	357,6	8729,0
Годовая добыча жидкости, тыс. т	2657,6	1140,4	54,3	3852,3	9768,5	3877,5	480,7	14127,0
в т.ч. ФОН	139,6	1111,6	54,3	1305,4	875,4	3099,3	112,2	4087,0
ЭЦН	2518,0	28,8	0,0	2546,8	8893,1	778,2	368,5	10040,0
Накопленная добыча нефти, тыс.т	2486,3	1110,7	54,1	3651,1	11199,7	4627,8	523,8	16351,0
в т.ч. ФОН	137,4	1086,1	54,1	1280,9	959,8	4122,6	166,1	5252,0
ЭЦН	2348,9	24,6	0,0	2370,1	10240,0	505,1	357,6	11099,0
в т.ч. из нагнетательных скважин	500,7	398,3	54,1	953,2	1517,5	1422,6	437,9	3378,0
% добычи нефти по пласту от общей добычи	68,0	30,5	1,5	100,0	68,6	27,7	3,7	100,0
в т.ч. ФОН	5,5	97,8	100,0	35,1	9,4	86,3	23,8	31,3
ЭЦН	94,5	2,2	0,0	64,9	90,6	13,7	76,1	68,7
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2668,5	1140,4	54,3	3863,2	12437,0	5017,9	535,1	17990,0
в т.ч. ФОН	140,2	1111,6	54,3	1309,1	1015,6	4210,9	166,5	5396,0
ЭЦН	2528,3	28,8	0,0	2554,0	11421,4	807,0	368,5	12594,0
в т.ч. из нагнетательных скважин	589,8		54,3	1057,8	1813,0	1556,8	447,2	3817,0
% добычи жидкости по пласту от общей добычи	69,0	29,6	1,4	100,0	69,1	27,4	3,4	100,0
в т.ч. ФОН	5,3	97,5	100,0	33,9	9,0	79,9	23,3	28,9
ЭЦН	94,7	2,5	0,0	66,1	91,0	20,1	76,7	71,1

Продолжение таблицы 2.1

Показатели	На 01.01.2010г				На 01.01.2011г			
	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого
Годовая закачка воды, тыс. м ³	40,6	139,0	0,0	179,6	4153,4	1250,9	0,0	5404,0
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	40,6	139,0	0,0	179,6	4194,2	1390,0	0,0	5584,3
Обводненность годовая, %	6,86	2,60	0,0	5,51	10,8	9,30	0,0	10,10
в т.ч. ФОН	1,97	2,3	0,3	2,2	6,1	2,03	0,0	2,84
ЭЦН	7,13	14,8	0,0	7,2	11,3	38,25	2,96	13,06
Средний дебит нефти, т/сут	468,4	363,0	361,4	428,5	438,96	270,0	169,1	356,2
в т.ч. ФОН	236,5	376,3	361,4	353,3	335,88	322,1	322,7	324,9
ЭЦН	496,9	142,0		484,3	453,47	133,6	147,1	372,6
Средний дебит жидкости, т/сут	502,8	372,7	362,4	453,4	492,12	297,7	173,0	396,2
в т.ч. ФОН	241,24	385,1	362,4	361,1	357,6	328,7	323,2	334,3
ЭЦН	535,0	166,6	0,0	521,9	511,1	216,3	151,6	428,5
Средняя приемистость нагнет. скв., м ³ /сут	322,4	642,3	0,0	497,3	1111,2	1087,3	0,0	1105,6
Компенсация отбора закачкой, % годовая	1,2	9,2	0,0	2,8	20,0	24,8	0,0	19,9
С начала разработки, %	1,2	9,2	0,0	2,3	17,0	21,2	0,0	16,0
Действующий фонд добывающих скважин	47	24	1	72	59	48	17	124
Действующий фонд нагнетательных скважин	1	2	0	3	22	6	0	28
Добыча газа, млн.м ³	196,3	234,4	10,9	441,6	2189,9	742,1	109,0	3041,0
Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	196,7	234,4	10,9	442,0	2386,7	976,4	120,0	3483,1

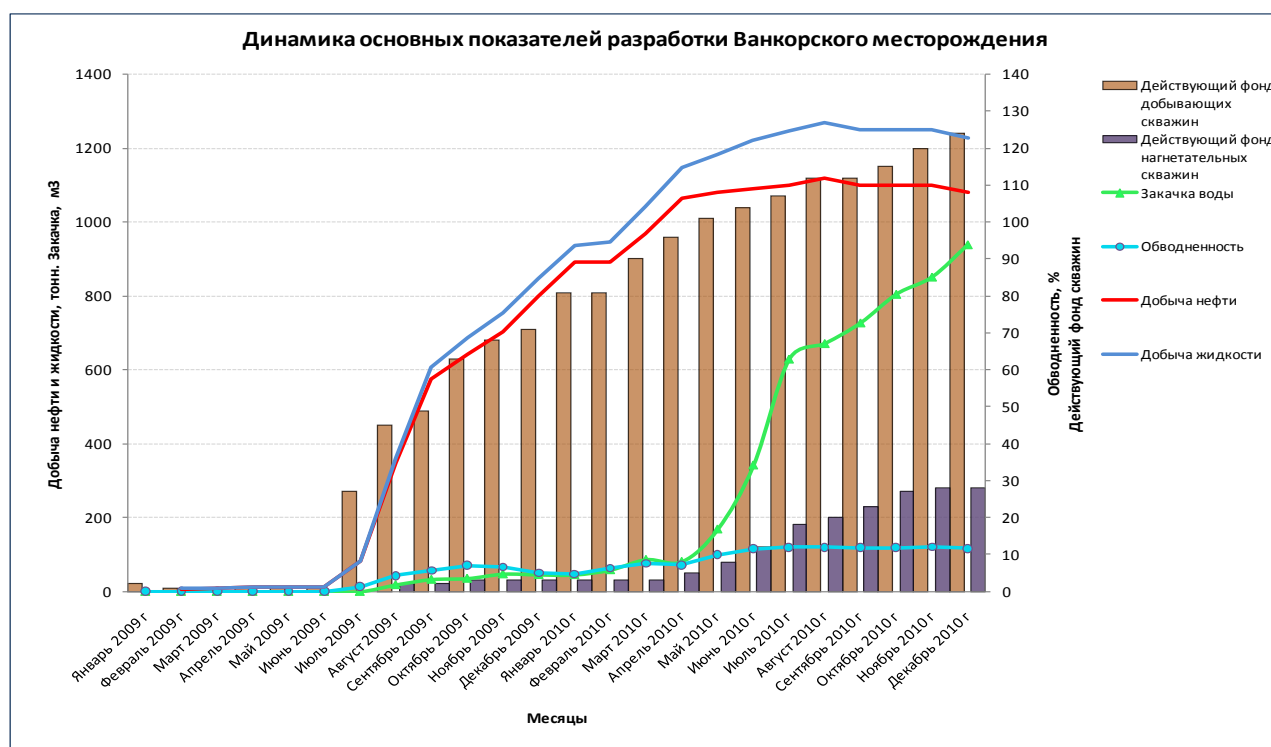


Рисунок 2.1 – Динамика основных показателей Ванкорского месторождения

2.2 Характеристика фонда скважин

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2011 г. приведена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2011 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты					
		Нс	Дл-I-III	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Итого
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0	0	59	17	52	128
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	59	17	52	128
	В том числе:						
	Действующие	0	0	59	17	48	124
	из них: фонтанные	0	0	12	1	31	44
	ЭЦН	0	0	47	16	17	80
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	0	0	2	2
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	0	3	3
	Переведены под закачку	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	0	22	0	15	37
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	22	0	15	37
	В том числе:						
	Под закачкой	0	0	22	0	6	28
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	0	8	8
	В консервации	0	0	0	0	1	1
	В отработке на нефть	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	0	0	7
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	7	0	0	0	7
	В том числе:						
	Действующие	0	7	0	0	0	7
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 2.2

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты					
		Нс	Дл-I-III	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Итого
	Наблюдательные	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	5	6	0	0	0	11
	Всего	5	6	0	0	0	11
	Действующие	4	6	0	0	0	10
	В освоении после бурения	1	0	0	0	0	1
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0

Накопленная добыча нефти на 01.01.2011 года (16 351 тыс.т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.).

Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,016

Текущая обводненность 10,1 %

Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 16 %

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2011 год - 16351 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 32 % (5252 тыс.т), за счет ЭЦН – 68 % (11099 тыс.т), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть – 3378 тыс.т нефти.

2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки Ванкорского месторождения представлено в таблице 2.3.

За 2009 год добыто 3640,2 (3388 по проекту) тыс. т нефти, 3852,2 (3606,8 по проекту) тыс.т жидкости, закачали воды 179,7 тыс. м³, обводненность – 5,51%, компенсация текущая -3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 (64 по проекту)ед., среднесуточный дебит по нефти 428,5 т/сут, по жидкости 453.5 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 (по 37 проекту) ед., закачка воды производилась в объекты *Як-III-VII* и *Нх-III-IV*, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м³/сут. Эксплуатация скажин ведется 2 способами: фонтанным , который составляет и

механизированным (ЭЦН). Добыча составила 1277,1 тыс.т и 2363,1 тыс.т нефти соответственно.

За 2010 год добыли нефти: 13505 тыс. т (проект), 12700 тыс. т (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т (проект) тыс.т, 14127 тыс.т (факт, отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачали воды 5404,2 тыс. м³, обводненность – 10,1%, компенсация текущая -19,9%. Действующий фонд добывающих скважин составил 124 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 3971 тыс.т нефти, 8729 тыс.т нефти - ЭЦН.

Таблица 2.3 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки Ванкорского месторождения

№ п/п	Показатели	2009		2010	
		проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти всего, тыс.т	3388,0	3640,2	13505,0	12700,0
2	В том числе из: - переход. скважин	0,0	45,3	10812,7	7615,0
3	- новых скважин	3388,0	3478,7	2692,3	5085,1
4	- мех. способом	2240,5	2363,1	12410,8	6631,3
5	Ввод нов. доб. скв., всего, шт.	64	73	31	72
6	В том числе: - из экспл. бурения	60	4	31	48
7	- из развед. бурения	4	0	0	0
8	- приобщение пласта	0	0	0	0
9	Сред.сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	321	435,8	526	371
10	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	165	109	165	190
11	Средн. глуб. нов. скв., тыс.м	3,6	4,3	3,7	4,5
12	Экспл. бурение, всего, тыс.м	352,0	309	195,0	322,0
13	В том числе: - добывающие скважины	217,0	301,0	116,0	305,0
14	- вспом. и спец. скважины	134,0	8,0	78,0	17,0
15	Рас. вр. раб. нов. скв. пред. г., дни	347	0	347	350
16	Рас. доб. неф. нов. скв. пред. г., тыс.т	0,0	0,0	7120,0	10113,7
17	Доб. неф. перех. скв. пред. г., тыс.т	0,0	0,0	0,0	45,3
18	Рас. доб. неф. пер. скв. дан. года, тыс.т	0,0	0,0	7120,0	10113,7
19	Ожид доб. неф. пер. скв. дан. г., тыс.т	0,0	0,0	10812,7	7626,6
20	Изм. доб. неф. пер. скв., тыс.т	0,0	0,0	3692,7	-2487,1
21	Проц. изм. доб. неф. пер. скв., %	0,0	0,0	51,9	-24,6
22	Мощность новых скв., тыс.т	7120,0	10114,0	5658,0	9039,0
23	Выбытие добыв. скв., шт.	0	0	0	16

Продолжение таблицы 2.3

№ п/п	Показатели	2009		2010	
		проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6
24	В т. ч. под закачку	0	0	0	16
25	Фонд доб. скв. на кон. г., шт	64	72	95	128
26	В т. ч. нагнет. в отработке	0	20	0	29
27	Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт	64	72	95	124
28	Перевод скв. на мех. добычу, шт	54	49	27	54
29	Фонд мех. скважин, шт	54	43	81	63
30	Ввод нагнет. скважин, шт	37	3	22	25
31	Выбытие нагнет. скв., шт	0	0	0	0
32	Фонд нагн. скв. на кон. г., шт	37	3	59	28
33	Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт	37	3	59	28
34	Фонд введ. рез. скв. на кон. г., шт	0	0	0	0
35	Ср. деб. дейст. скв. по жид., т/сут	341,5	414,0	458,9	396,2
36	Ср. деб. пер. скв. по жид., т/сут	0,0	242,0	434,4	400,3
37	Ср. деб. нов. скв. по жид., т/сут	341,5	462,3	565,0	389,69
38	Ср. обв. продукц. дейст. ф. скв., %	6,1	5,51	9,1	10,1
39	Ср. обв. продукц. пер. скв., %	0,0	1,7	9,7	13,3
40	Ср. обв. продукц. нов. скв., %	6,1	5,7	6,8	4,79
41	Ср. деб. дейст. скв. по неф., т/сут	320,8	403,9	416,9	356,2
42	Ср. деб. перех. скв. по неф., т/сут	0,0	237,8	392,2	346,97
43	Ср. прием. нагн. скв., м³/сут	581,2	524,8	1478,7	1105,6
44	Доб. жидкости, всего, тыс.т	3606,8	3852,3	14864,6	14127,0
45	В т. ч.: - из переход. скважин, тыс.т	0,0	46,1	11974,6	6911,4
46	- из нов. скважин	3606,8	3689,8	2890,0	3489,6
47	- мех. способом	2434,1	2546,8	13728,7	7535,7
48	Доб. жидкости с нач. разр., тыс.т	3606,8	3863,3	18471,4	17990
49	Доб. неф. с нач. разр., тыс.т	3388,0	3651,1	16893,0	16351,0
50	Коэф. нефтеизвлеч., доли ед.	0,003	0,004	0,014	0,015
51	Отбор от утв. извл. зап., %	0,7	0,01	3,2	3,4
52	Темп отб. нач. утв. изв. зап., %	0,7	0,10	2,6	2,6
53	Темп отб. тек. утв. изв. зап., %	0,7	0,01	2,6	2,7
54	Зак. раб. агента, тыс.м³ /год	3139,8	179,7	20725,8	5404,0
55	Зак. раб. агента с нач. разр., тыс.м³	3139,8	179,7	23865,6	5584,0
56	Компен. отбора: текущая, %	55,1	3	89,4	19,9
57	Компен. отбора: с нач. разр., %	55,1	2	82,6	16
58	Добыча газа, млн.м³	485,6	396,3	2040,9	1382,6
59	Добыча газа с началч разработки, млн.м³	485,6	396,7	2526,6	1779,4
60	Газовый фактор, м³/т	143,3	109	151,1	108,9
61	Закачка газа, млн.м³	0,0	0,0	0,0	0,0
62	Закачка газа с началч разработки, млн.м³	0,0	0,0	0,0	0,0
63	Добыча конденсата, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0
64	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0
65	Коэф. извлечения конденсата, доли ед.	0,000	0,00	0,000	0,00

2.4 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов

По целевому назначению все методы искусственного воздействия на

залежь делятся на две группы:

1. Методы, связанные с регулированием энергетического состояния залежи (система поддержания пластового давления закачкой воды или газа) - вторичные способы разработки.

2. Методы, связанные с регулируемым изменением основных физических характеристик коллектора или флюида (методы увеличения нефтеотдачи) - третичные способы разработки.

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV и нефтяная залежь Нх-I. Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;
- повышенная вязкость нефти залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (Нх-III-IV);
- применение закачки воды для ППД.

2.4.1 Гидродинамические методы воздействия

Заводнение – самый распространенный метод воздействия. В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны.

На Ванкорском месторождении в настоящее время система ППД путем закачки воды находится в стадии формирования. Единственным

технологическим фактором, ограничивающим применение заводнения, является высокая глинистость коллекторов. Поэтому для закачки в пласты рекомендуется использовать подтоварную воду и воду долганской свиты, как наиболее близкую по составу и свойствам к пластовой воде. Применение заводнения в низкопроницаемом глиносодержащем пласте Нх-I имеет только технические проблемы – низкие приемистости нагнетательных скважин и высокие давления нагнетания.

2.4.2 Физико-химические методы воздействия

Нагнетание водных растворов ПАВ.

Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов растворов ПАВ низкой концентрации (0.05-0.1 %) заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счет снижения межфазного натяжения между водой и нефтью. Исследования показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти на 2-3 %, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35-45 до 7-7.8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1.1-2 раза, повышению работающей толщины пласта на 10-42 %, повышению фазовой проницаемости нефти на 40-80 %, уменьшению солеобразования в пласте при несовместимости вод.

Для залежей Ванкорского месторождения факторами, ограничивающими применение метода нагнетания водных растворов ПАВ, являются высокая глинистость пластов, содержание парафинов, большая эффективная нефтенасыщенная толщина для данного метода и наличие газовой шапки. Данный метод неприменим в условиях Ванкорского месторождения.

2.4.3 Нагнетание водного раствора полимера

Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокими вязкостью нефти и соотношением коэффициентов

подвижности нефти и воды и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод.

В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимера.

Таким образом, применение полимерного заводнения на залежах Ванкорского месторождения не рекомендуется.

Нагнетание водных растворов щелочи.

Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

По жесткости пластовая вода Ванкорского месторождения относится к категории очень жестких. Учитывая высокие значения жесткости и глинистости для данной технологии, можно предположить, что при нагнетании щелочи в залежи Ванкорского месторождения будет происходить образование малорастворимых осадков, нарушение структуры щелочного раствора, что вызовет уменьшение проницаемости и пористости и снижение вытесняющей способности раствора. Эти явления будут отрицательно сказываться на эффективности метода нагнетания водных растворов щелочи, поэтому применение этого метода нецелесообразно.

2.4.4. Газовые методы воздействия

Газовые методы воздействия широко применяются в мире и практически не используются в России. На успешность применения газовых методов в основном оказывают влияние глубина залегания (условие смесимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта.

Нагнетание двуокиси углерода. Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении.

Из-за значительного содержания в нефти Ванкорского месторождения асфальто-смолистых веществ и отсутствия источников CO_2 применение данного метода не рекомендуется.

Нагнетание углеводородного газа.

Технология закачки углеводородного газа предназначена для интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов, насыщенных легкими и маловязкими нефтями.

Отмечая в пластах Як-III-VII повышенную вязкость нефти, содержание асфальто-смолистых веществ и невысокую пластовую температуру, можно предположить, согласно, что минимальное давление смешиваемости сухого углеводородного газа и нефти залежи Як-III-VII составит около 30 МПа. Значит, вытеснение нефти углеводородным газом в пластах Як-III-VII будет несмешивающееся, так как среднее давление на забое нагнетательных скважин будет меньше минимального давления смешиваемости. Такой процесс вытеснения будет характеризоваться значительно меньшей эффективностью, чем смешивающееся вытеснение. Учитывая несмешивающееся вытеснение нефти углеводородным газом и повышенную вязкость нефти, способствующую быстрым прорывам газа к забоям добывающих скважин, данный метод воздействия не рекомендуется применять в условиях залежи Як-III-VII.

Надо заметить, что вытеснение нефти углеводородным газом в пластах нижнехетской свиты будет смешивающееся либо частично смешивающееся, так как для такой глубины давление нагнетания будет больше минимального давления смешиваемости, определенного лабораторными исследованиями (25,5 МПа). Такой процесс вытеснения будет характеризоваться высокой

эффективностью.

Метод водогазового воздействия (ВГВ). Как показали теоретические исследования и промысловая практика, совместная закачка газа и воды повышает общую эффективность вытеснения нефти по сравнению с отдельным применением только заводнения или закачки газа. Нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением.

Поскольку Ванкорское месторождение обладает значительными ресурсами газа, то рассматривается использование метода водогазового воздействия.

Для геолого-физических характеристик продуктивных пластов Ванкорского месторождения по всем критериям применимости соответствует водогазовое воздействие. Учитывая преимущества и недостатки технологий ВГВ, для продуктивных пластов Ванкорского месторождения рекомендуется водогазовое воздействие с помощью насосно-эжекторной технологии (горизонтальное вытеснение) и/или через барьерные скважины по технологии ВНИИнефть либо с применением пенообразующих нефтеводорастворимых агентов, либо без ПНВРА (вертикальное вытеснение). Реализация данного воздействия на Ванкорском месторождении не ограничивается техническими причинами: соответствие конструкции скважин требованиям технологий; реализация этого метода не требует использования компрессорных станций, газораспределительных устройств.

2.4.5 Тепловые методы воздействия

Низкая вязкость пластовой нефти, большие для данного метода глубины залегания залежей исключают целесообразность применения тепловых методов воздействия на Ванкорском месторождении.

2.4.6 Микробиологические методы воздействия

Начальная стадия разработки месторождения, большие для данного метода глубины залегания залежей и пластовые давления исключают целесообразность применения микробиологических методов воздействия на Ванкорском месторождении.

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для залежей Ванкорского месторождения по критериям применимости соответствуют заводнение, нагнетание углеводородного газа и водогазовое воздействие.

Третий этап

В качестве базовой технологии воздействия на залежи Ванкорского месторождения рекомендуется заводнение.

Дополнительно к заводнению для пластов Нх-III-IV рекомендуется нагнетание углеводородного газа в газовую шапку (по вертикальной технологии) для поддержания пластового давления. Для закачки необходимо использовать сухой газ.

Для повышения темпов отбора нефти и увеличения конечной нефтеотдачи на Ванкорском месторождении рекомендованы методы газового и водогазового воздействия.

3. Концепция комбинированного заканчивания скважин

За последние несколько лет было пробурено в мире большое количество горизонтальных скважин. Основной задачей горизонтальной скважины является увеличение поверхности контакта с коллектором и, таким образом, повышение ее производительности. Как и нагнетательная, длинная горизонтальная эксплуатационная скважина обеспечивает большую контактную поверхность с пластом, что приводит к увеличению приемистости скважины и к повышению коэффициента извлечения нефти.

Типичный проект для горизонтальной скважины отличается от проекта для вертикальной скважины потому, что производительность скважины зависит от ее длины. Кроме того, длина скважины зависит от используемого метода бурения и заканчивания.

3.1 Хвостовик с противопесочными фильтрами

Выбор вида заканчивания горизонтальной скважины является ответственным этапом в проектировании. Он определяет диаметр ствола, длину горизонтального участка, максимальное значение интенсивности искривления. При выборе следует учесть тип коллектора, устойчивость ствола, необходимость изоляции водо- и газоносных участков, возможность выноса песка, виды последующих работ с целью интенсификации притока и капитального ремонта.

В настоящее время находят применение три основные схемы заканчивания:

- открытым стволом;
- спуском хвостовика с фильтром или перфорированным хвостовиком;
- спуском эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией.

Теоретически рассматривается и способ заканчивания с гравийной

набивкой, но практического применения на Ванкорском месторождении он пока не находит и поэтому в дальнейшем не рассматривается.

Заканчивание скважины открытым стволом наиболее экономично, так как не требует дополнительных затрат средств и времени, вместе с тем при этом возможно обрушение ствола, вынос песка, возникают трудности при определении зон поступления флюида в скважину с целью дальнейшей интенсификации притока, или изоляции водо- и газоносных зон. Однако, например, в Татарии для изоляции участков притока воды используются профильные перекрыватели, не имеющие зарубежных аналогов, с предварительной закачкой вязкоупругой гидрофобной эмульсии. Данный метод в основном применяется при разработке карбонатных месторождений.

Заканчивание путем спуска обсадной колонны с цементированием и последующей перфорацией имеет ряд существенных преимуществ. К их числу относятся:

- возможность обработки выборочных зон для интенсификации притока;
- полностью исключается обрушение ствола;
- обеспечивается управление газо- и водонефтяным контактом;
- возможна изоляция зон с притоком воды или газа, как в начальной стадии, так и при последующей эксплуатации.

Однако этот способ дорог, и в процессе эксплуатации скважины возможен вынос песка.

Заканчивание путем спуска перфорированного хвостовика позволяет в какой-то мере закрепить ствол от обрушения. С этой же целью может быть использован хвостовик со щелевой перфорацией (Рисунок 3.1). Ширина щели может быть до 0,01 мм. Такие фильтры изготавливаются с использованием лазерной технологии. Фильтровые части хвостовика располагаются против наиболее проницаемых участков ствола, а расстояние между ними может достигать до 40-50 м.



Рисунок 3.1 Щелевой фильтр

Вынос песка в горизонтальный ствол больше, чем в вертикальный, так как напряжения в стенках скважины выше. В отличие от вертикальных скважин вынесенный песок скапливается в перфорированной части горизонтального ствола, что приводит к снижению дебита. Уменьшить выноса песка можно путем снижения депрессии на пласт и рационального подбора фильтров.

Существуют два основных вида противопесочных фильтров используемых в России: проволочный и сетчатый фильтра.

Проволочные скважинные фильтры (Рисунок 3.2) состоят из перфорированной обсадной или насосно-компрессорной трубы, на обоих концах которой нарезана резьба. С одной стороны трубы навинчена муфта. К трубе с помощью специальных колец приварен фильтрующий элемент (один или несколько), который перекрывает перфорированную часть трубы. Дополнительно на фильтр может быть установлен жесткий центратор. В отверстиях трубы могут быть установлены герметизирующие алюминиевые колпачки, выдерживающие внутреннее избыточное давление 5 МПа (50 кгс/см²), что позволяет в свою очередь производить промывку скважины буровым раствором без засорения фильтра. После промывки колпачки удаляются механическим путем. Проволочные фильтрующие элементы представляют

собой цилиндрическую конструкцию из продольных несущих элементов (стрингеров) специального фасонного профиля и высокоточной проволоки V-образного профиля, которая по спирали, с определенным шагом, намотана на стрингеры. Места пересечения стрингеров и проволоки соединены сваркой. Таким образом проволока V-образного профиля создает гладкую поверхность с профильными щелями строго определенного размера (начиная с величины 0,05 мм) с жестким допуском на этот размер, а стрингеры образуют силовой (несущий) каркас фильтрующего элемента. Данный тип фильтра нашел широкое применение на скважинах Ванкорского месторождения.



Рисунок 3.2 Конструкция проволоочного скважинного фильтра

Сетчатый скважинный фильтр представляет собой стальную перфорированную трубу (обсадную, НКТ). Отверстия в трубе при монтаже фильтра, в зависимости от способа промывки скважины, могут быть заглушены алюминиевыми или пластиковыми резьбовыми пробками, которые обеспечивают герметичность фильтра при давлении в 5 МПа. На поверхности трубы уложены три слоя сетки из нержавеющей, химически стойкой стали. Дренажные сетки обеспечивают равномерное распределение жидкости или газа по всей поверхности фильтра. Слой фильтрующей сетки, расположенной между дренажными сетками, имеет мелкую ячейку. Поверхность фильтра покрыта защитным кожухом из перфорированного нержавеющей листа, либо просечно-вытяжного листа, чаще используемого в фильтрах на воду с большим дебетом. (Рисунок 3.2).



Рисунок 3.3 Конструкция сетчатого скважинного фильтра

При таком виде заканчивания, так же как и в предыдущем случае, затруднена изоляция нежелательных зон притока горизонтального ствола (вода, газ), и возникают проблемы с обработкой ствола с целью интенсификации притока нефти. Тем не менее этот способ имеет наибольшее распространение (более половины всех скважин). Изоляция зон с нежелательным притоком может быть проведена с помощью заколонных пакеров, как это показано на Рисунке 3.4.

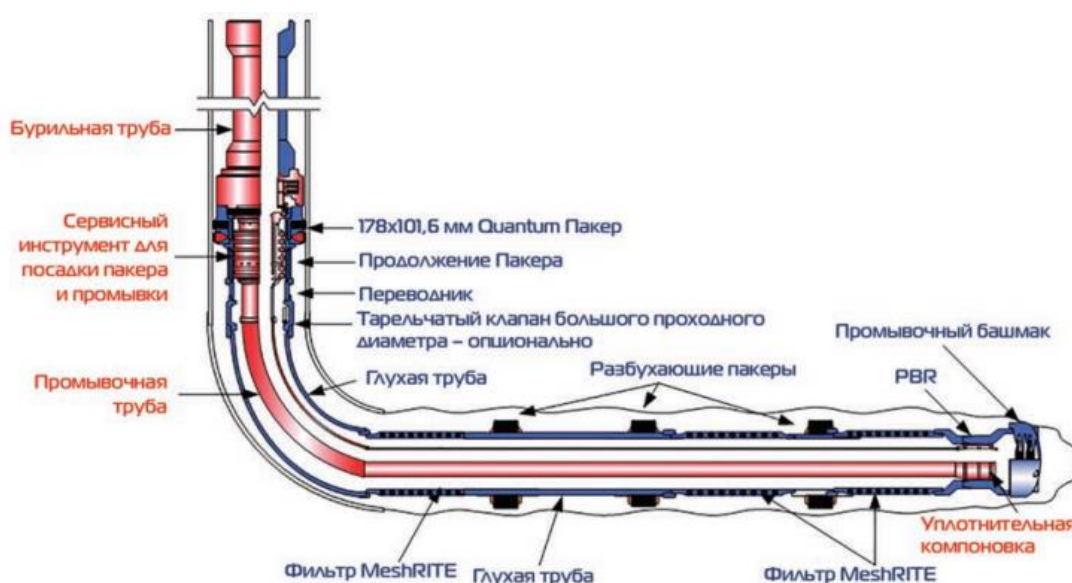


Рисунок 3.4 Использование заколонных пакеров

Проектом разработки Ванкорского месторождения предусматривается

бурение 468 скважин на продуктивные горизонты Як-III-VII, Нх I, Нх-III-IV, Дл-I-II, Сд-IX, в том числе:

- добывающих - 215,
- газовых - 14,
- нагнетательных - 150,
- газонагнетательных - 6,
- водозаборных – 73,
- наблюдательных - 10.

В таблице 3.1 представлено количество скважин по объектам разработки.

Таблица 3.1 Назначение и количество скважин Ванкорского месторождения

№ п/п	Показатели	Залежь				
		Як-III-VII	НХ-I	НХ-III-IV	Дл-I-I	Сд-IX
1	Количество добывающих скважин, шт.	94	65	49	-	7
2	Количество нагнетательных скважин, шт.	40	62	48	-	-
3	Количество добывающих скважин с горизонтальным окончанием, шт.	94	65	49	-	7
4	Количество нагнетательных скважин с горизонтальным окончанием, шт.	-	62	-	-	-
5	Количество добывающих наклонно-направленных газовых скважин, шт.	-	-	-	14	-
6	Предусмотренное количество зарезок боковых стволов, шт.	108	0	60	-	-

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на Рисунок 3.5 В компоновку хвостовика входят: пакер-подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволоочные противопесочные фильтра 114 мм, башмак. В случае бурения и заканчивания скважин в подгазовых зонах в компоновку заканчивания добавляется пакер манжетного цементированья и используется цементировочный пакер подвески хвостовика Рисунок 3.6 В этом случае интервал от точки входа в кровлю пласта до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементированья. Данная система заканчивания предназначена для предотвращения прорывов газа по заколонному пространству в скважину.

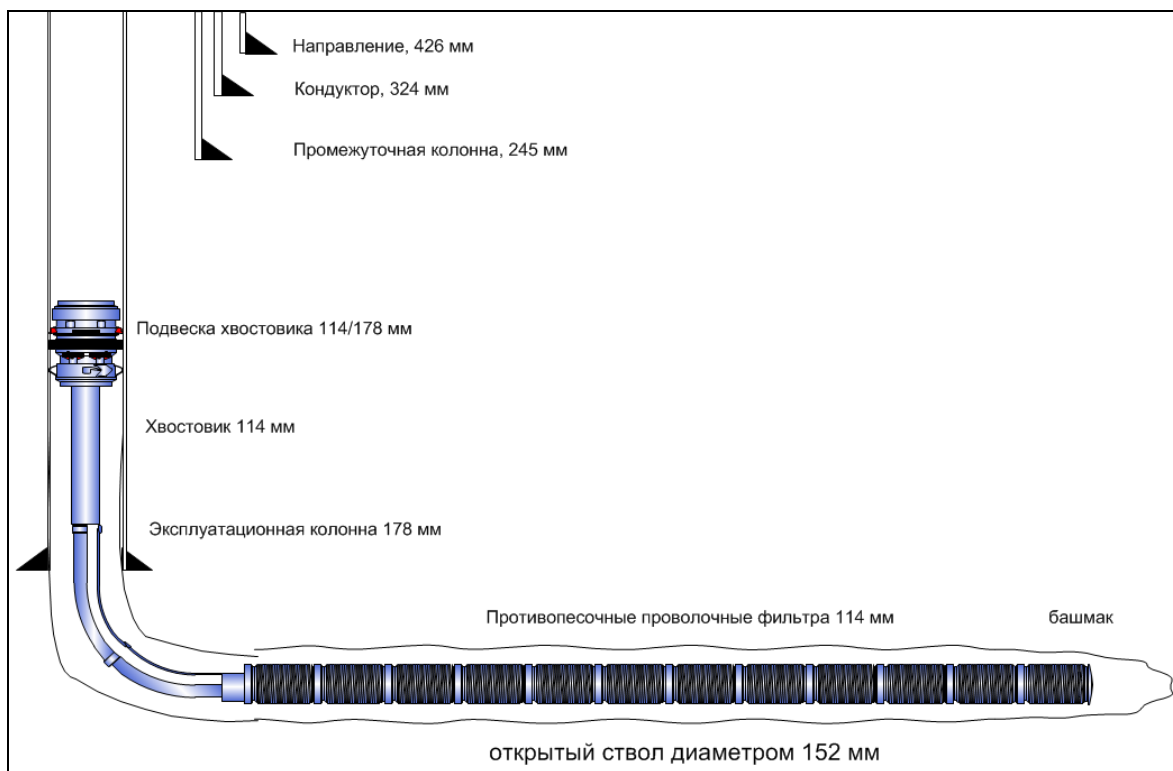


Рис. 3.5 Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения

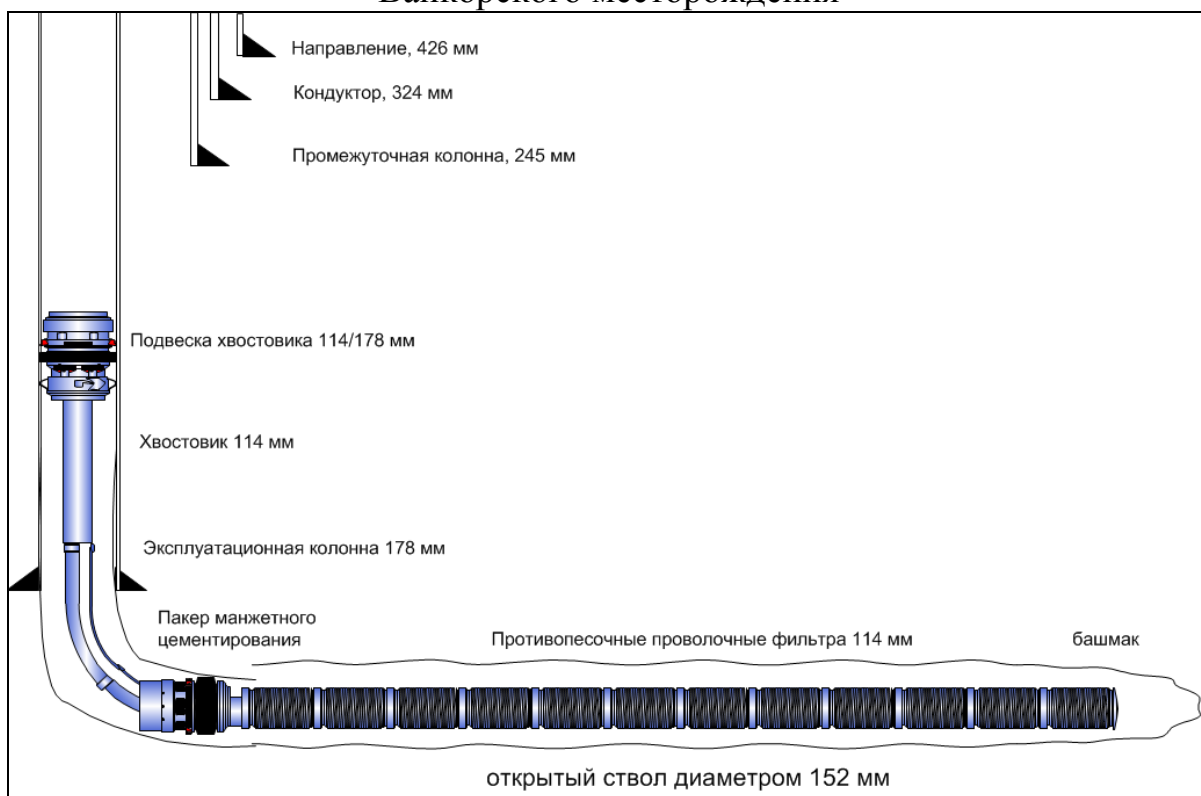


Рис. 3.6 Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения при бурении подгазовых зон

3.2 Устройства контроля притока

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины [4]. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока [5]. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность “прижать” высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из

низкопроницаемых участков. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды [6].

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На Рисунке 3.7 и Рисунке 3.8 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно.

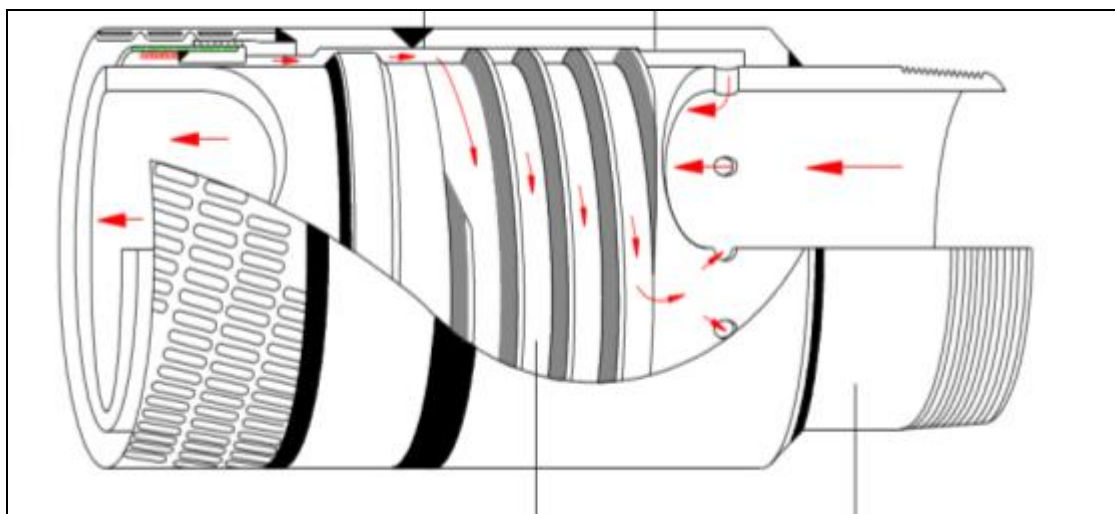


Рисунок 3.7 Устройство контроля притока (Бейкур-Хьюз).

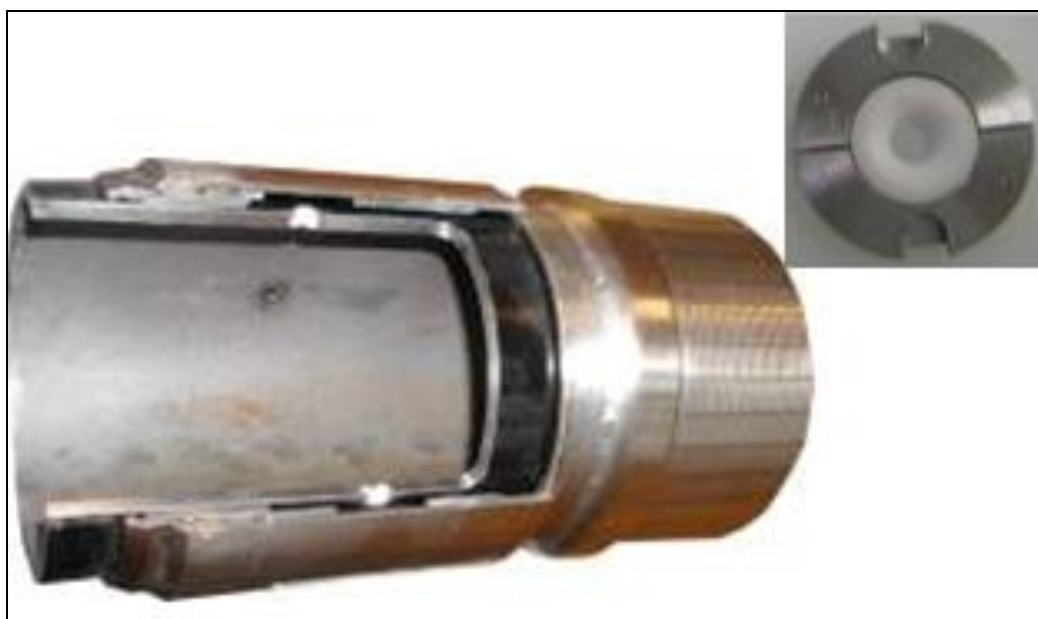


Рисунок 3.8 Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В работе [7] приводится описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также проводится сравнительная оценка надежности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Ванкорском месторождении в ряде скважин пробуренных в подгазовых зонах использовались устройства контроля притока производства Шлюмберже и Бейкер-Хьюз. Описание дизайна подобных систем заканчивания для Ванкорского месторождения представлено в работе [8]. В данной статье предложена процедура дизайна устройств контроля притока и показаны примеры ее применения на скважинах Ванкорского месторождения. В статье предлагается выбирать конструкцию хвостовика, состоящего из противопесочного фильтра и устройств для пассивного контроля притока, с использованием секторного гидродинамического моделирования и анализа изменения профилей притока нефти, газа и воды со временем по длине горизонтальной скважины.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения фильтрационных свойств. Это несет в себе определенные риски, связанные с возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретации геофизических данных, риском недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением

характера притока с течением времени эксплуатации скважины.

Это особенно характерно для разработки месторождений с контактными запасами горизонтальными скважинами. Здесь критичным становятся ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить. Как показывает опыт внедрения зарубежных систем контроля притока, при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой (ярким примером является Ванкорское месторождение и месторождение имени Ю. Корчагина в Каспийском море) удастся лишь отсрочить время прорыва газа на определенный период [5]. Через непродолжительное время газ прорывается в скважины. К сожалению, ни штуцерные, ни трубочно-винтовые системы контроля притока не позволяют ограничить приток газа, вследствие чего, приходится снижать депрессию на пласт (тем самым снижая дебит скважины), либо производить периодические остановки скважины, либо окончательно выводить скважины из добывающего фонда. Это касается и прорывов воды от нагнетательных скважин ППД.

То есть можно сделать вывод, что пассивные системы контроля притока позволяют отложить на определенный момент времени прорыв воды или газа, но не позволяют оперативно вмешиваться в характер притока скважины в зависимости от изменившихся условий в призабойной зоне.

3.3 Многостадийный гидроразрыв пласта

Основными объектами разработки на Ванкорском месторождении являются газонефтяная залежь Як-III-VII, нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV и нефтяная залежь Нх-I. Основными особенностями данных объектов, определяющими выбор метода воздействия, являются:

- высокая неоднородность коллекторов;
- низкие коэффициенты начальной нефтенасыщенности пластов;
- высокая газонасыщенность пластовой нефти;
- наличие газовых шапок и подошвенной воды;
- высокая глинистость пластов;

- повышенная вязкость нефти залежи Як-III-VII;
- низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин и проницаемости (Нх-I);
- наличие «суперколлектора» (Нх-III-IV);
- применение закачки воды для ППД.

Одной из проблем при разработке залежи Нх-I стало несоответствие проектных дебитов горизонтальных скважин - фактическим. Также по пласту Нх1 наблюдается значительная неоднородность в распределении фильтрационно-емкостных свойств как по площади так и по разрезу, что, в свою очередь, приводит к неполному вовлечению запасов в разработку. В работе [9] описаны причины несоответствия дебитов ГС проектным значениям на месторождениях России и мира:

- высокая геологическая неоднородность и анизотропия;
- существенное изменение пластового давления по латерали, в районе скважины;
- искривление ствола, что приводит к образованию в нижних сегментах песчаных пробок, а в верхних сегментах – газа, что затрудняет движение пластового флюида по горизонтальному стволу;
- кольматация призабойной зоны скважин.

Одним из методов интенсификации нефтедобычи является гидроразрыв пласта (ГРП). В горизонтальных скважинах возможно проведение стимуляции одного или нескольких интервалов. Специальные схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами обеспечивают выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе одной скважинооперацией [10, 11, 12]. Механическая изоляция интервалов в комбинации с системами жидкостей разрыва обеспечивает в ходе операции ГРП точное размещение пачек проппанта. Кроме того, не требуется проводить внутрискважинные работы после окончания работ по интенсификации. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки, что снижает сроки выполнения работ.

Данная технология была испытана на Романовском месторождении компании ОАО «Газпромнефть – ННГ». После проведения ГРП индекс продуктивности снижается медленнее по сравнению с индексами продуктивности соседних вертикальных скважин после ГРП с использованием сходных жидкостей ГРП и проппантов.

Исходя из анализа геолого-технологических условий и работы скважин Ванкорского месторождения, для проведения ГРП рекомендуются скважины, вскрывающие низкопроницаемый глинистый пласт Нх-I. Учитывая азимуты бурения горизонтальных стволов скважин пласта Нх-I, предполагаемое развитие трещин будет происходить поперек горизонтального ствола скважины под углом 70 градусов к оси ствола.

В 2011-2013 годах на Ванкорском месторождении были проведены опытно-промышленные работы по многостадийному ГРП для более полного вовлечения запасов низкопроницаемого пласта НХ-I в разработку.

Технология проведения управляемого многостадийного ГРП в скважинах пласта НХ-I, вводимых в эксплуатацию из бурения, заключается в следующем (Рисунок. 3.9):

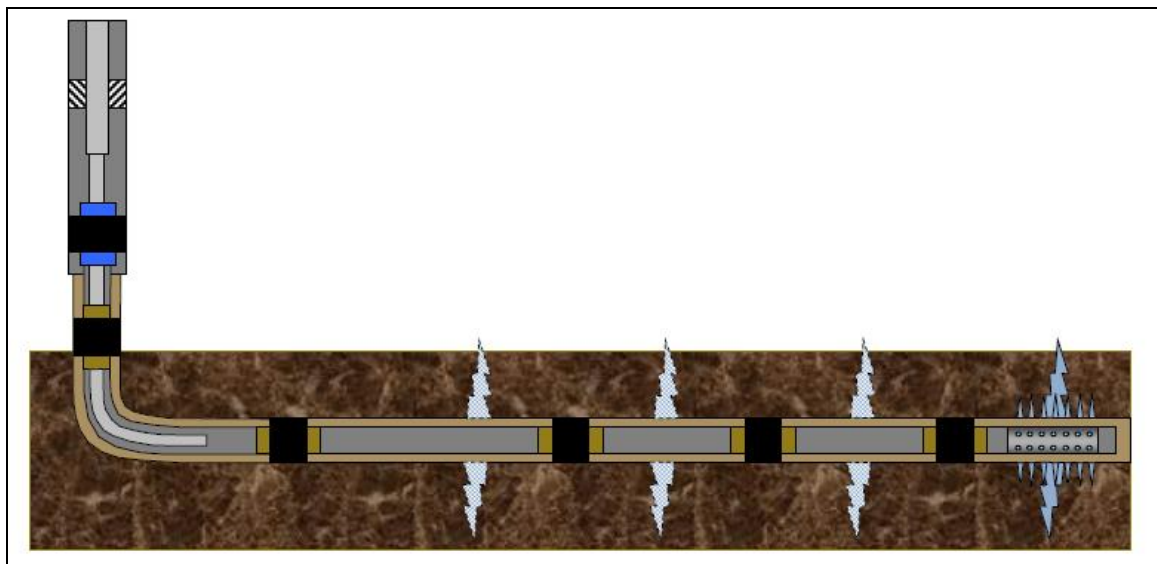


Рисунок 3.9 Многостадийный ГРП в скважине пласта Нх-I

1. Производится спуск компоновки хвостовика, состоящей из глухих труб с разобщением по интервалам заколонными пакерами (эластомерами).
2. Спускается комбинированную колонну НКТ в зависимости от

технологии ГРП.

3. Проводится ГРП первого интервала, затем - перфорацию второго интервала с помощью гидropескоструйной насадки на ГНКТ, не поднимая подвеску НКТ, поднимаем перфоратор и проводим ГРП, и так каждый интервал.

Для пилотного проекта по гидроразрыву пласта (ГРП) на Ванкорском месторождении были отобраны скважины пласта Нх-1: №723 и №735 введенные как новые с ГРП. Среднее затраченное время на проведение многостадийного ГРП (3 операции) составило 29 суток. Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП представлены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 Параметры работы новых скважин с многостадийным ГРП.

Скважина	Куст	Расчетные параметры			Дата запуска	Запускные параметры			
		Qжид	Qнефти	Обв		Qжид	Qнефти	Обв	% достижения
		м ³ /сут	т/сут	%		м ³ /сут	т/сут	%	
723	7	104	81	5	13.05.2011	124	82	20	100,4
735	12	86	71	0	30.05.2011	172	75	47	106

На 2013г. параметры работы скважин были следующие:

Скважина № 723 работает с дебитом нефти 39 т/сут., дебитом жидкости 69 м3/сут. и обводненностью 44 %;

Скважина №735 работает с дебитом нефти 36 т/сут., дебитом жидкости 92 м3/сут. и обводненностью 61 %.

Вышеописанные результаты приводят к выводу что в условиях пласта Нх-1 на Ванкорском месторождении технология многостадийного гидроразрыва приводит к значительному росту обводненности скважин. Увеличение обводненности происходит за счет приобщения нижних алевролитистых пропластков. В связи с чем, необходимо проводить постоянный контроль обводненности и анализировать работу скважин в течение следующего за ГРП периода эксплуатации скважин.

3.4 Концепция комбинированного заканчивания

Как было представлено в предыдущих разделах данной главы, ни одно из существующих типов заканчиваний скважин Ванкорского месторождения не позволяет оптимальным образом эксплуатировать скважины на протяжении полного срока. Использование хвостовиком с противопесочными фильтрами приводит к преждевременным прорывам воды и газа. Использование устройств контроля притока по всей длине скважины снижает продуктивность определенных интервалов. Скважины с МГРП характеризуются ранними обводненностями и невыработкой запасов по длине горизонтальной скважины.

В данном разделе предлагается использование комбинированной схемы заканчивания для оптимизации выработки запасов пласта Нх-III-IV Ванкорского месторождения..

Геологический анализ условий осадконакопления пласта Нх-III-IV показал, что верхняя часть пласта Нх-IV представлена пачкой интервала улучшенной проницаемости (суперколлектора). Формирование пласта Нх-IV происходило в обстановке регрессирующего бассейна с увеличением гранулометрического профиля к кровле, что привело к улучшению коллекторских свойств в верхней части пласта. Отложения Нх-III накапливались в трансгрессивный цикл осадконакопления с отложением гранулометрически зрелых песчаников в подошве пласта.

На Рисунке 3.10 представлена зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV по лабораторным анализам керна. Наличие двух трендов зависимости проницаемости от пористости объясняется присутствием суперколлектора в пласте Нх III-IV. Как представлено на данном графике, проницаемость суперколлектора на два порядка больше, чем проницаемость в других интервалах. Анализ данных ПГИ по скважинам пласта Нх III-IV (Рисунок 3.11) показывает, что охват работой перфорированного интервала или интервала фильтра напрямую зависит от мощности суперколлектора, через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале, этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой. Как

видно из данного рисунка для многих скважин большая часть интервала скважины не работает, соответственно запасы данной области не вырабатываются. Пример геологического разреза горизонтальной скважины проходящей через суперколлектор представлен на Рисунок 3.12.

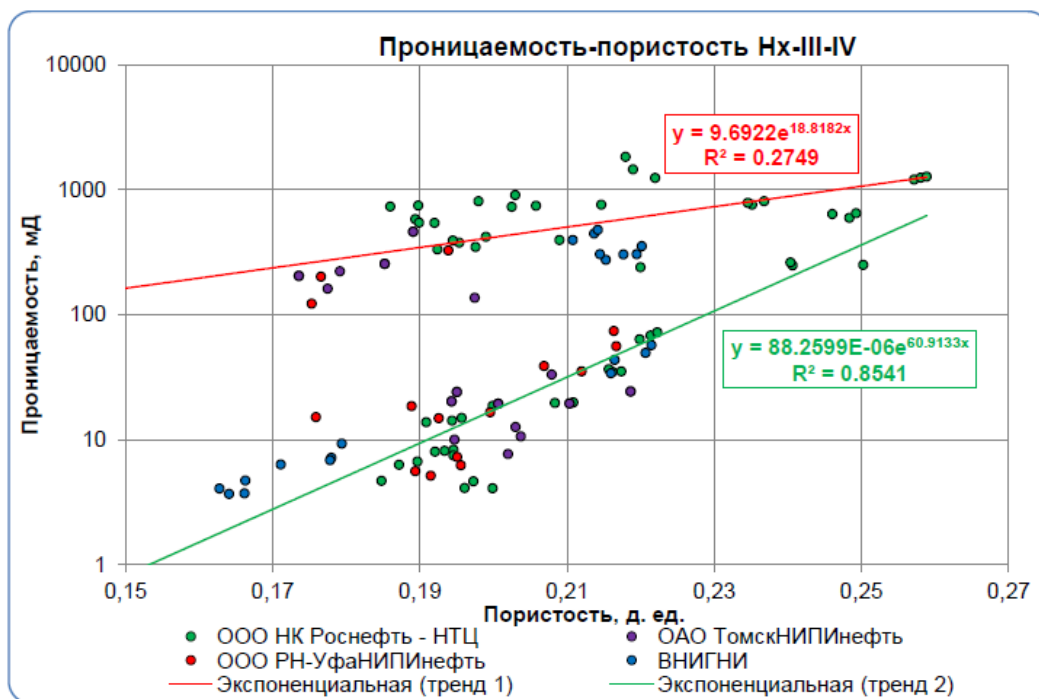


Рисунок 3.10. Зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV

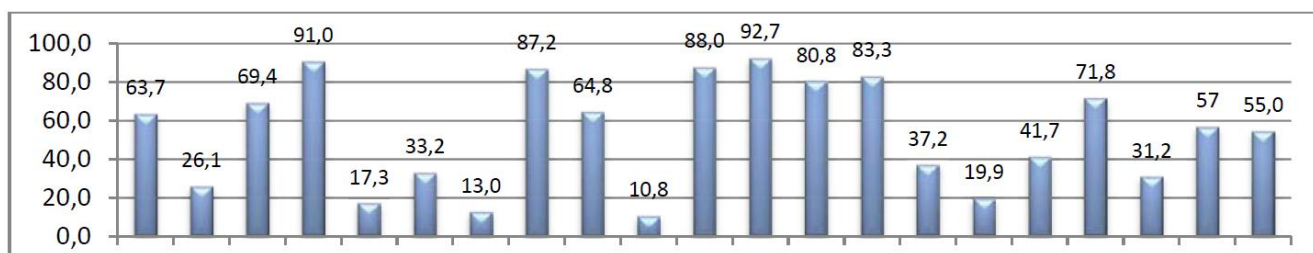


Рисунок 3.11 Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

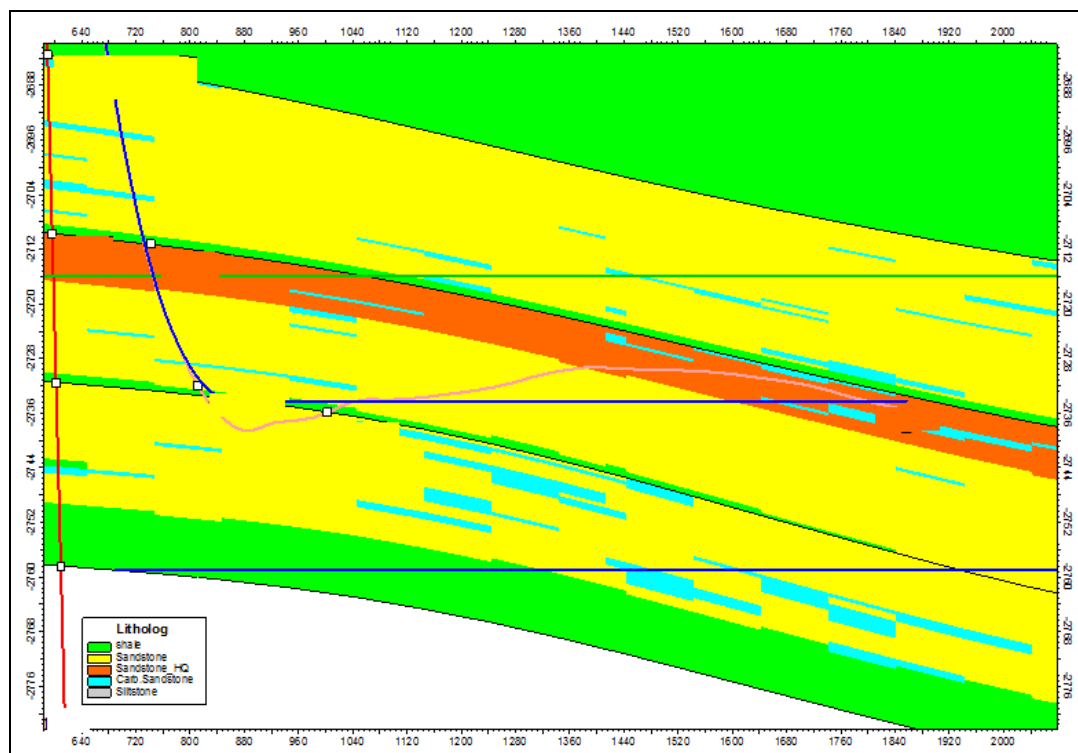


Рисунок 3.12 Геологический разрез скважины XXX пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения

Для оптимизации работы горизонтальных скважин в данных условиях предлагается использование комбинированной схемы заканчивания (Рисунок 3.13). Скважина делится на зоны согласно распределению ФЕС и литологии. Например в интервале-суперколлекторе (1) устанавливаются соединенными между собой специальными муфтами фильтра с клапаном компании Wellteck [14].

Схема многопозиционного клапана компании Welltec изображена на Рисунке 3.14. Клапан состоит из сдвижной муфты с несколькими позициями, которые включают в себя: порт для проведения закачки / ГРП / СКО, несколько промежуточных позиция для создания сопротивления и выравнивания профиля притока и борьбы с прорывами воды (сопротивление может варьироваться за счет использования штуцеров разного размера) и закрытая позиция, при которой полностью отсекается приток с определенной зоны. Переключение позиций клапана осуществляется с помощью инструмента-толкателя который необходимо спустить в скважину и активизировать его при нахождении инструмента-толкателя напротив клапана. После чего движением верх или

вниз переключается позиция клапана на тот или иной вариант работы, в зависимости от текущих требований эксплуатации скважины. Инструмент спускается в скважину на НКТ или для ускорения процесса на ГНКТ.

Таким образом, данная компоновка может быть использована при прорыве воды в добывающие скважины. После спуска данной компоновки в скважину, возможно заштуцировать определенную зону (по которой произошел прорыв воды) и тем самым создать дополнительный перепад давления. Снижение депрессии в области прорыва воды приведет к снижению дебита воды и снизит обводненность скважины. При этом зоны работающие нефтью будут продолжать работать в прежнем режиме. Данная технология позволит увеличить срок службы скважины с контролируемым дебитом по воде и позволит увеличить КИН по месторождению в случае массового применения. Несколько позиций штуцеров для каждой зоны дают возможность настроить работу скважины под любые изменения происходящие в призабойной зоне пласта, связанные с изменением продуктивности, прорывами воды и газа и другими факторами. Отличительной особенностью данной компоновки перезаканчивания с многопозиционными клапанами компании Welltec является возможность использовать инструмент-толкатель с помощью трактора для доставки геофизических приборов. Это дает уникальную возможность открывать и закрывать любые зоны скважины непосредственно при проведении ПГИ, и тем самым оценивать результаты проведения работ на месте.

Зоны (2) представляющие интервалы со средней проницаемостью заканчиваются скважинными противопесочными фильтрами бузо всяких устройств контроля притока. Тем самым мы не припятствуем притоку из данных интервалов.

Зоны (3) представляющие собой низкопроницаемые коллектора заканчиваются глухими трубами и муфтой МГРП (шаровой или сдвижной) для последующего проведения ГРП в данной зоне.

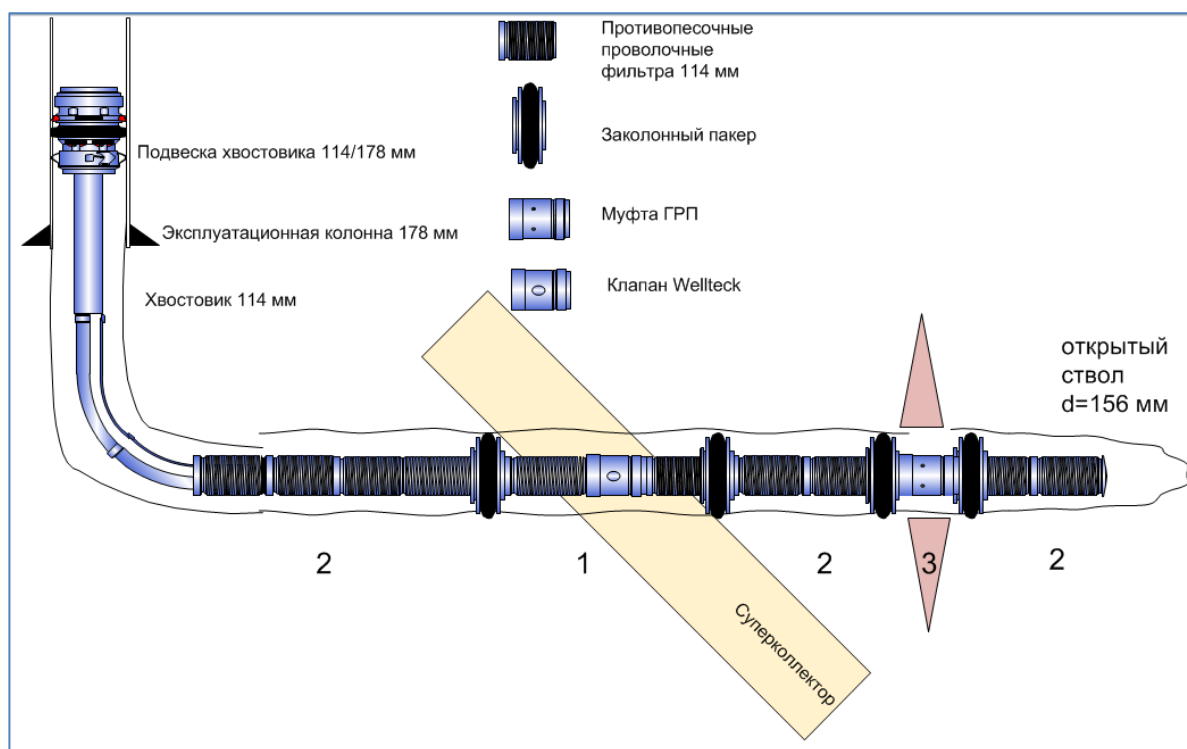


Рисунок 3.13 Комбинированное заканчивание

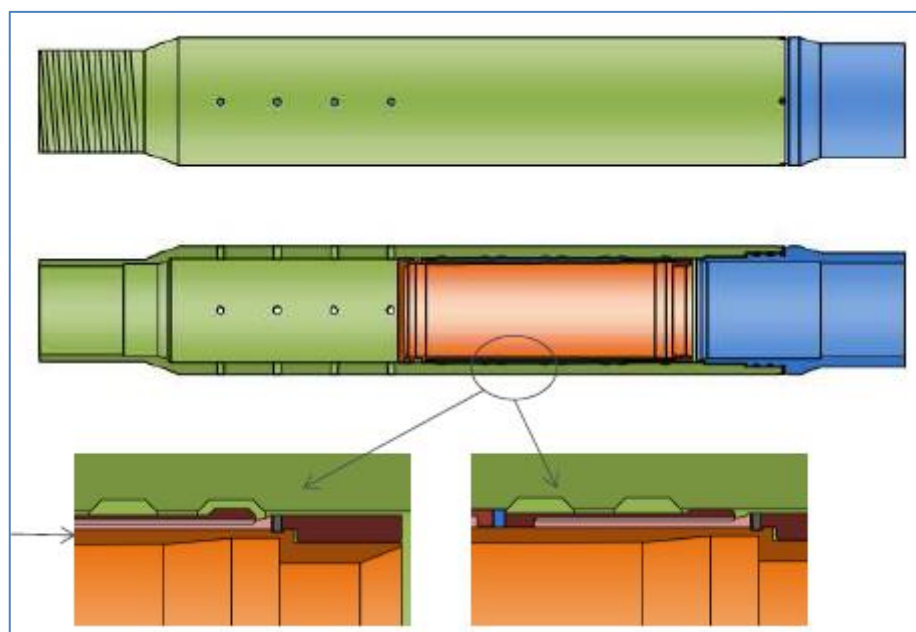


Рисунок 3.14 Схема многопозиционного клапана

Эксплуатация подобной скважины предполагается в три этапа. На первом этапе после спуска оборудования заканчивая добыча идет через фильтры (зоны 2) и клапан Wellteck (зона 1). При этом основной притока идет через интервал суперколлектора. Через определенное время работы скважины произойдет прорыв воды или газа по данному интервалу (1). С помощью гидравлического

инструмента у нас будет возможность перекрыть данный интервал с помощью многопозиционного клапана.

На втором этапе мы добываем из зон со средней проницаемостью (2).

После истощения данных зон, снижения притока, либо прорыве воды, возможно провести стимуляцию низкопроницаемых зон (3) для полной выработки запасов горизонтальной скважиной.

Можно сделать вывод что, использование технологии комбинированного заканчивания для скважин пласта Нх III-IV может позволить эффективно работать на протяжении всей жизни скважины и обеспечить полную выработку запасов по всей длине скважины. Это приведет к увеличению срока службы скважины, повысит коэффициент охвата и увеличит КИН.

4. Безопасность и экологичность

Целью раздела является систематизация информации, действующей в нормативно-правовой документации и требований проведения работ необходимых для предотвращения и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах нефтегазовой промышленности и недопущения экологических бедствий в районах проведения работ.

Следуя принципам социальной ответственности к соблюдению требований в области промышленной безопасности, охраны труда и здоровья работников, обеспечению безаварийной производственной деятельности необходимо неукоснительно выполнять требования законодательства и совершенствовать внутренние стандарты в соответствии с передовой мировой практикой.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1. [14]

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [15]

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [15]

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60° - 70° с.ш., составляет -10°C . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 $^{\circ}\text{C}$. [16]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [17]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [18]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2. [19]

Таблица 4.2 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [20]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [21]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3. [22]

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [23]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [24]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [25].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада

должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [15].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [15]

Таблица 4.4 Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [26].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод. При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций [27]

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> - розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> - выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

В объемы водоохранных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие

условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата и нефтепродуктов в водоемы, реки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках рек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов, в т.ч. передача их другим специализированным организациям.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов по ГОСТ 12.1.007-76 [28], условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров. Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На Ванкорском месторождении работает более 400 добывающих горизонтальных скважин. После нескольких лет разработки Ванкорского месторождения системами горизонтальных скважин и проведенных исследований можно сделать вывод, что одними из основных проблем являются эксплуатации таких скважин являются:

- неконтролируемые прорывы воды в добывающие скважины, как из приконтурных вод, так и вследствие прорывов воды от нагнетательных скважин ППД по высокопроницаемым пропласткам;
- неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах;
- неравномерный профиль притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости;
- низкая производительность скважин в интервалах ухудшения ФЕС.

В работе предложены новый метод комбинированного заканчивания горизонтальных скважин включающий комбинацию противопесочных фильтров, устройств контроля притока, заколонных пакеров, муфт для многостадийного ГРП. Данное решение позволит добывающей компании повысить эффективность разработки месторождения с помощью поэтапного ввода в эксплуатацию элементов комбинированного заканчивания.

В работе также предложена последовательность отработки элементов заканчивания в зависимости от распределения ФЕС вдоль ствола скважины и наличия эксплуатационных проблем.

Внедрение новой концепции комбинированного заканчивания скважин на Ванкорском месторождении позволит достичь проектных показателей по добыче и КИН.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

А.о – абсолютная отметка
АГРП – автоматический гидроразрыв пласта
АСПО – асфальто-смоло-парафинистые отложения
ВГВ - водогазовое воздействие
ВНК – водо-нефтяной контакт
ВНФ - водонефтяной фактор
ГВК – газо-водяной контакт
ГДИС – гидро-динамические исследования скважин
ГИС – геофизические исследования скважин
ГНК – газо-нефтяной контакт
ГРП – гидроразрыв пласта
ГСМ - горюче смазочные материалы
ГТЭС - Газотурбинная электростанция
ГШ – газовая шапка
ДНС - дожимная насосная станция
КИН – коэффициент извлечения нефти
ММП – многолетнемёрзлые породы
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
НКТ – насосно-компрессорная труба
НМУ - неметановые углеводороды
ОРЗ - одновременно раздельная закачка
ПАВ – поверхностно активные вещества
ПГИ- промысловые геофизические исследования
ПДК - предельно допустимая концентрация
ППД – поддержание пластового давления
РИР - ремонтно изоляционные работы
СЗЗ - санитарно защитная зона
ФОН – фонтанный метод
ЦПС - центральный пункт сбора.
ЭЦН – электро-центробежный насос
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
УКП (ICD) – устройства контроля притока
МГРП- многостадийный гидроразрыв пласта

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – М.: Издательство ЗАО
2. Мелик-Асланов Л.С., Везиров А.Р. “Проблема песка при добыче нефти.” // Журнал “Азерб. нефтяное хозяйство”, 1981, №9.
3. Бондаренко В.А., Гюлумян Е.К., Савенок О.В. Анализ методов борьбы с пескопроявлениями на месторождениях Краснодарского края и разработка эффективных технологий. Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». 28-31 октября 2014 г. – Пермь: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 215-218.
4. Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
5. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya , D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012
6. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
7. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2007 #11
8. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 #11

9. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2010. - № 2.
10. Смаровозов А. Система заканчивания для многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах // Техническая конференция «ГРП в России: Опыт и Перспективы», г.Нижневартовск, 28-30 сентября 2010 г.
11. Прудникова А. Мультистадийные ГРП в горизонтальных скважинах // Техническая конференция «ГРП в России: Опыт и Перспективы», г.Нижневартовск, 28-30 сентября 2010 г.
12. Бровчук А.В., Дияшев И.Р., Липлянин А.В., Грант Д., Усольцев Д., Бутула К.К. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири // SPE article 102417-RU. 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 3 - 6 October 2006.
13. Официальный сайт компании WellTec [Электронный ресурс] <http://www.welltec.com/>
14. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
16. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
17. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
18. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
19. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).

20. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
21. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
22. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
24. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
25. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
26. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
28. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.